

УДК 553.98.061.12/17

КОЛЛЕКТОРЫ И ФЛЮИДОУПОРЫ В ОТЛОЖЕНИЯХ ВЕНДА И КЕМБРИЯ ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОЙ СУБПРОВИНЦИИ

Тумашов Игорь Викторович¹,

TumashovIV@ipgg.nsc.ru

Вараксина Ирина Валерьевна¹,

VaraksinaIV@ipgg.nsc.ru

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3.

Актуальность исследования. На территории Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции на основании обобщения актуальной геолого-геофизической информации и проведенных детальных литологических исследований кернового материала скважин Аверинская-150, Вездеходная-3, 4, Восток-1, 3, 4 и Лемок-1, пробуренных в южной части осадочного бассейна, впервые выделены и охарактеризованы пять наиболее перспективных на обнаружение нефти и газа комплексов пород-коллекторов и флюидоупоров в венд-кембрийской части разреза.

Целью работы является научное обоснование направлений поиска залежей углеводородов в отложениях венда и кембрия на территории Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции.

Методы исследований: детальное описание кернового материала скважин, петрографическое изучение пород, генетический анализ различных типов отложений и выяснение условий их седиментации, анализ результатов ГИС, палеонтологических исследований, временных сейсмических разрезов, изучение пустотного пространства пород в керне и шлифах, анализ результатов опробования скважин и фильтрационно-емкостных свойств, установление взаимосвязи между литологическими особенностями пород и их коллекторскими свойствами.

Результаты исследований. На основании проведенного исследования выяснено, что среди отложений, участвующих в строении венд-кембрийской части разреза, наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают биоморфные и зернистые типы карбонатных пород. Выявленные особенности постседиментационных преобразований пород и проведенная оценка их влияния на формирование коллекторских свойств позволили установить развитие каверново-порового и каверново-порово-трещинного типов коллекторов в вендских отложениях, и коллекторов порового, порово-каверново-трещинного и трещинно-порового типов в кембрийских отложениях. В изученном разрезе выделены пять комплексов пород-коллекторов и флюидоупоров наиболее перспективных на обнаружение нефти и газа. Литологическая и фациальная выдержанность разреза позволяет считать, что установленные потенциально нефтегазоносные венд-кембрийские отложения имеют широкое распространение на всей территории исследования.

Ключевые слова:

Предъенисейская нефтегазоносная субпровинция, резервуары, коллекторы, флюидоупоры, венд-кембрийские отложения.

Введение

История геологического изучения левобережья Енисея берет начало с 30-х годов XX века [1]. Плановое исследование палеозоя этой территории приходится на 1960–1970-е гг. В этот период большой вклад в изучение нефтегазоносности доюрского комплекса восточной окраины Западно-Сибирской плиты (ЗСП) внесли работы К.В. Боголепова, О.И. Богуш, В.С. Бочкарева, А.А. Булынниковой, В.С. Вышемирского, В.И. Драгунова, О.Г. Жеро, Н.П. Запивалова, А.Э. Контаровича, Л.В. Мирошникова, Н.Н. Ростовцева, А.Л. Смирнова, В.С. Суркова, А.А. Трофимука и др. [2–5]. В последующие годы (1980–1990 гг.) в юго-восточной части ЗСП были пробурены глубокие скважины: Аверинская-150, Вездеходная-4, Лемок-1, Тыйская-1, и выполнен большой объем сейсмических работ МОГТ. Полученные данные позволили исследователям подтвердить вывод о распространении мощных слабодислоцированных верхнепротерозойско-палеозойских отложений платформенного типа под мезозойским осадочным чехлом и выделить новый, Предъенисейский, осадочный бассейн [6–9]. Уникальная геологическая информа-

ция о рассматриваемом регионе была получена в период 2005–2008 гг. благодаря выполненным, согласно региональной программе геолого-разведочных работ (ГРР), сейсмическим работам и пробуренным параметрическим скважинам Восток-1, 3, 4 на востоке Томской области и юго-западе Красноярского края (рис. 1). В результате этих работ исследователям удалось уточнить геологическую модель региона, выделить ряд перспективных нефтегазоносных комплексов, провести начальную оценку углеводородного потенциала новой Предъенисейской субпровинции [10–14].

Однако, ввиду сложного геологического строения и неравномерной изученности рассматриваемой территории, многие вопросы, связанные с детальным исследованием вскрытых отложений, условиями их осадконакопления, а также характером влияния седиментационных и постседиментационных процессов на формирование коллекторских свойств пород, остаются недостаточно разработанными. В статье на основании обобщения актуальной геолого-геофизической информации и детальных литологических исследований кернового материала, пробуренных скважин Аверин-

ская-150, Вездеходная-3, 4, Восток-1, 3, 4 и Лемок-1 приводится характеристика наиболее перспективных в плане обнаружения нефти и газа комплексов пород в разрезе венда и кембрия южной части Предъенисейского осадочного бассейна.



Рис. 1. Схема расположения скважин на территории Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции

Fig. 1. Location of wells in the territory of the Predyenisey oil-and-gas area

Геологическая характеристика района исследования

Геология рассматриваемого района, начиная с момента изучения и по сегодняшний день, вызывает у ученых огромный интерес. Положение Предъенисейского осадочного бассейна в переходной зоне между Восточно-Сибирской платформой и Западно-Сибирской плитой и обнаружение под относительно молодыми отложениями последней мощных верхнепротерозойско-палеозойских карбонатных комплексов дает основание предполагать, что эта территория является составной частью осадочного чехла Сибирской платформы [6, 7, 10 и др.].

Анализ материалов региональных сейсморазведочных работ, проведенный специалистами ИНГ СО РАН на территории Предъенисейской области, позволил проследить 6 регионально выдержанных отражающих сейсмических горизонтов и выделить два структурных этажа. Нижний этаж представлен верхнекембрийско-палеозойскими толщами [10–12, 15 и др.]. Согласно тектоническим схемам, построенным по кровле вендских отложений и по подошве платформенных позднекембрийско-палеозойских образований, скважины Вездеходная-3, 4 и Восток-3 пробурены в пределах Кетт-Тымской синеклизы на территории Владимировского и Северо-Владимировского куполовидных поднятий. Скважина Восток-1 расположена северо-западнее, на склоне Корбыльско-

го куполовидного мезоподнятия. Скважина Восток-4 пробурена в восточной части территории исследования, в пределах Северо-Кетского свода. Северо-восточнее этой скважины, в пределах Иштыкского выступа, расположена скважина Лемок-1. Скважины Аверинская-150 и Тыйская-1 находятся в южной части территории, в пределах Пировского свода и Северо-Тыйской впадины соответственно (рис. 2).

Неоднозначность определений палеонтологических остатков до сих пор не позволяет сделать специалистам достоверное обоснование возраста отложений для отдельных частей разреза. Переинтерпретация и уточнение данных изменили первоначальные представления относительно возрастных разбивок, схем корреляций и обстановок осадконакопления отложений не только Предъенисейского осадочного бассейна, но и западной части Енисейского края в целом, о чем свидетельствуют последние публикации [15, 17–20]. На рис. 3 в ранге свит и толщ показана уточненная на сегодняшний день последовательность стратиграфических подразделений венда и кембрия в предъенисейской части Западной Сибири.

Методика

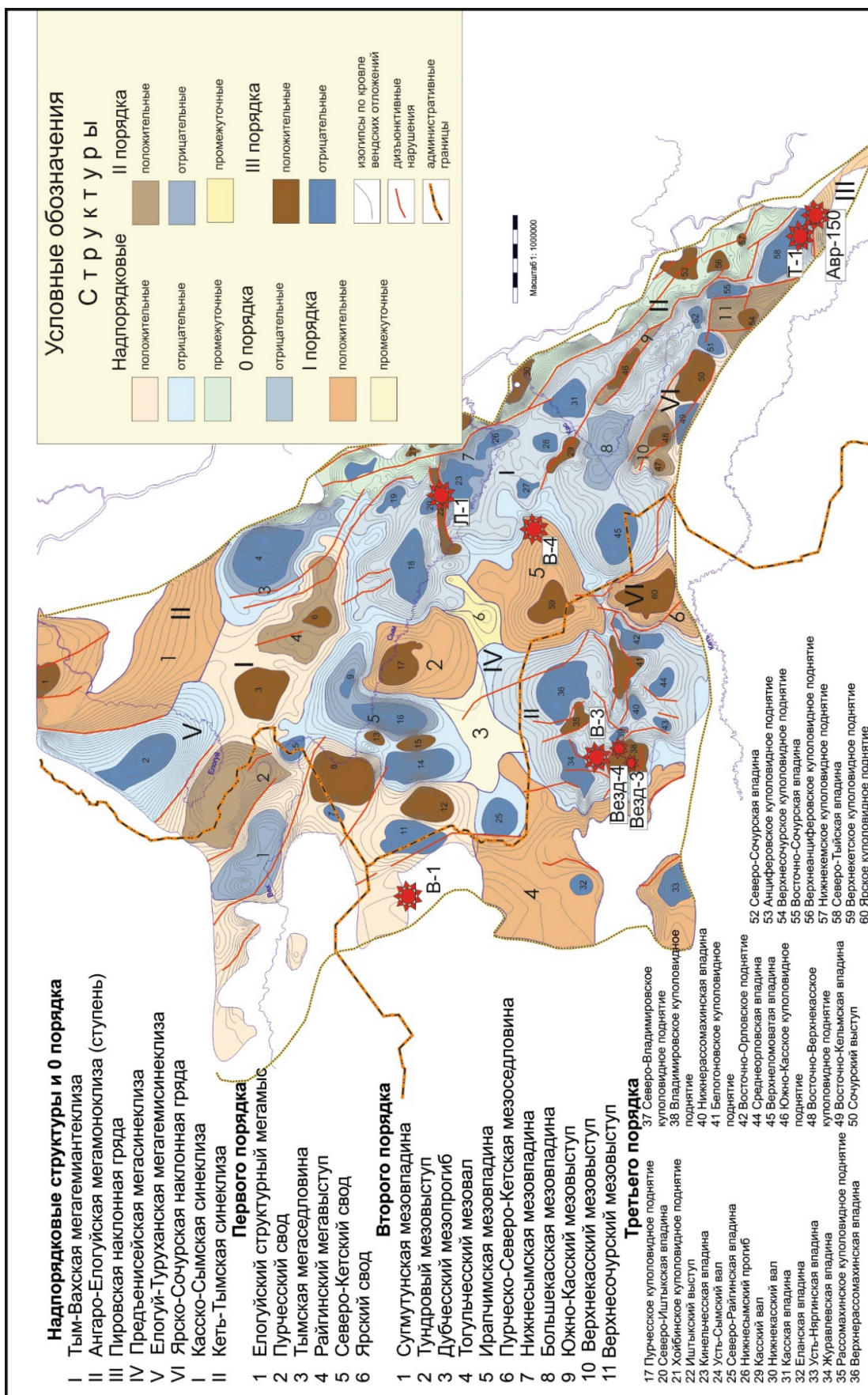
Определение перспективных уровней пород-коллекторов и флюидоупоров в разрезе южной части Предъенисейского осадочного бассейна выполнялось на основании литологического изучения кернового материала параметрических скважин и комплексного обобщения геологической информации, данных ГИС, временных сейсмических разрезов, результатов опробования скважин и аналитических лабораторных исследований.

Процесс литологического изучения включал несколько основных этапов. На первом этапе изучался керновый материал скважин (более 700 м по скв. Восток-1, 3, 4, Лемок-1, Аверинская-150, Вездеходная-3, 4, Тыйская-1), предварительно определялись типы пород, описывались их текстурно-структурные особенности, различные включения, устанавливались взаимоотношения между слоями.

Далее изучались породы в шлифах (более 1000 шт.) под поляризационным и бинокулярным микроскопом. В результате была получена подробная информация о структуре, минеральном составе, пористости, а также истории формирования и преобразования пород [23].

На втором этапе, на основании литологических, геофизических и палеонтологических данных, проводилось расчленение, восстановление и корреляция геологических разрезов. Стратиграфическая основа, принятая в работе, была разработана специалистами ИНГ СО РАН при участии специалистов СНИИГТИМСа и ВНИГТИ.

На следующем этапе исследования устанавливалось влияние условий осадконакопления на формирование коллекторских свойств пород и последующее воздействие на них постседиментацион-



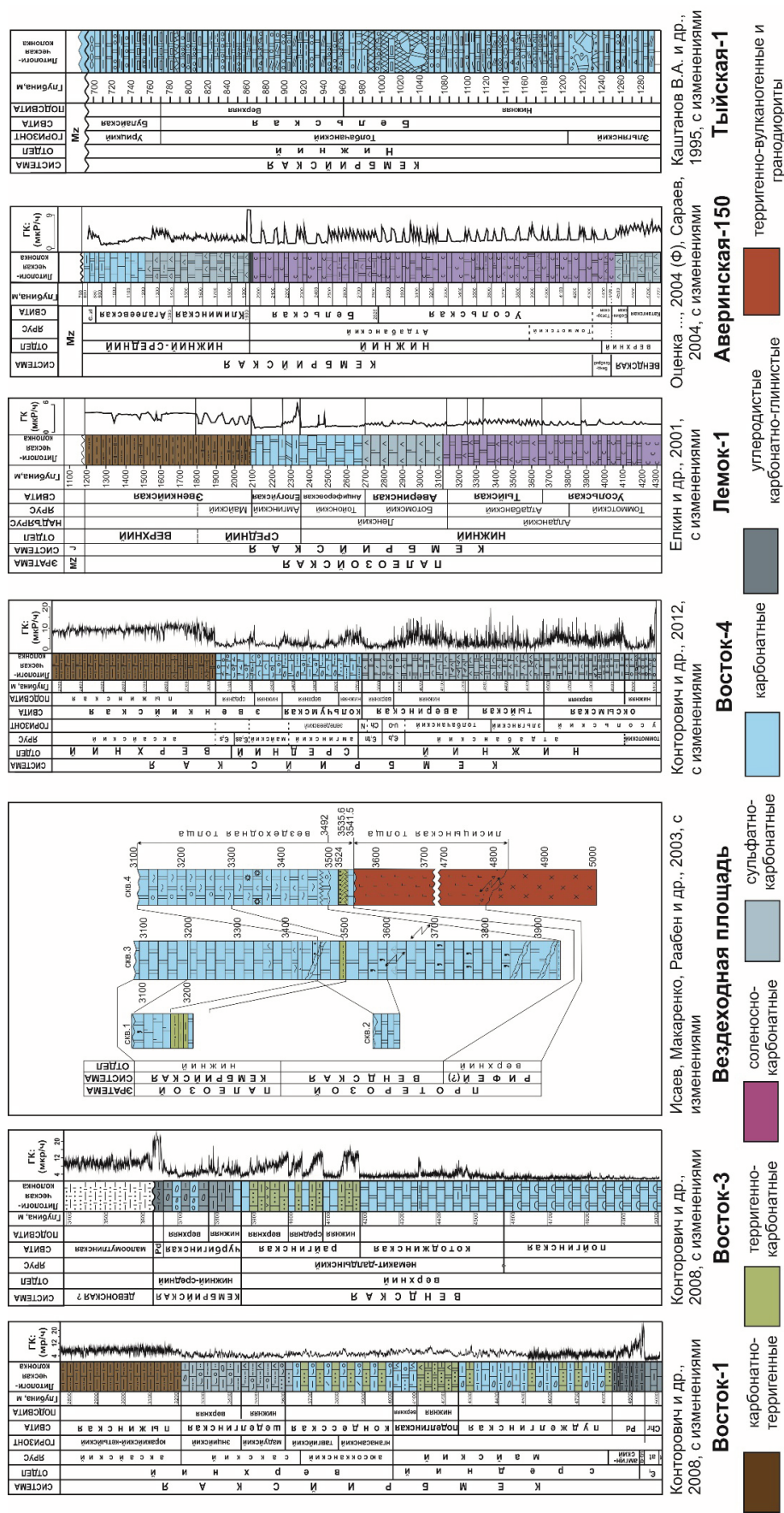


Рис. 4. Структура и состав отложений венды и кембрия предьенсейской части Западно-Сибирской геосинеклизы [16]
Fig. 4. Structure and composition of sediments of the Vendian-Cambrian section of the Predyensey oil-and-gas area [16]

и в вещественном плане. В его составе преимущественно развиты карбонатные (доломитовые и доломитово-известковые) породы. Терригенные, терригенно-карбонатные и терригенно-эвапоритовые отложения распространены в меньшей степени (рис. 4).

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов во многом обусловлены структурно-генетическими особенностями отложений, их вещественным составом и постседиментационными изменениями. Однако определенные в лабораторных условиях значения по суммарной пористости, проницаемости и отчасти по трещинной емкости характеризуют только плотную часть породы – матрицу. Более достоверные выводы о развитии коллекторских свойств в отложениях осуществляются на основании комплексных исследований (макроописание керна, результаты интерпретации комплекса ГИС (ГК+АК+КВ), а также косвенной информации (низкий выход керна, интенсивное поглощение промывочной жидкости, показания упругих волн в таких участках разреза, расхождение коэффициентов пористости, рассчитанных разными методами по ГИС и керну, и т. д.).

С учетом этих данных в разрезах рассматриваемых скважин были выявлены проницаемые и непроницаемые комплексы (потенциальные коллекторы и флюидоупоры), а также, на основании опубликованных рекомендаций К.И. Багринцевой [35], проведена типизация выявленных коллекторов.

В вендских отложениях наилучшими коллекторскими свойствами обладают зернистые и строматолитовые доломиты, первичные ФЕС которых были достаточно высокими [16]. Основное влияние на формирование пустотного пространства пород *котоджинской* и *пойгинской* свит скв. **Восток-3** оказало развитие вторичных пор и каверн выщелачивания по наиболее перекристаллизованным участкам пород, а также трещинам и стилолитам. Согласно литологическому изучению, на качественном уровне установлено, что содержание пор и каверн в *пойгинской* свите (10–20 %) более высокое, чем в *котоджинской* (10–15 %), хотя по петрофизическим данным проницаемость и пористость матрицы пород *пойгинской* свиты несколько ниже, чем в *котоджинской*. Этот факт объясняется тем обстоятельством, что в отложениях последней преобладают поры (рис. 5, а), а в *пойгинской* свите больший объем пустотного пространства приходится на каверны (рис. 5, б), в свою очередь, крупные каверны, как правило, при обработке керна не сохраняются.

В целом же открытая пористость матрицы пород обеих свит незначительна. Значения пористости в отложениях *пойгинской* свиты находятся в пределах от 0,6 до 2,6 %, а проницаемости – от $<0,001$ до $0,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, в *котоджинской* свите диапазон изменения пористости – от 0,1 до 2,8 %, проницаемости – от тысячных долей до $0,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ [13]. Отмечаются редкие маломощные прослои с пористостью до 16,2 % и проницаемостью до

$63,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ [16]. Относительно низкие ФЕС обусловлены интенсивной перекристаллизацией и выполнением пустот доломитом, что значительно усложнило строение порового пространства пород. Трещиноватость развита очень широко в обеих свитах, но, судя по более полным выходам керна и меньшей его фрагментации, ее интенсивность в *котоджинской* свите снижается.

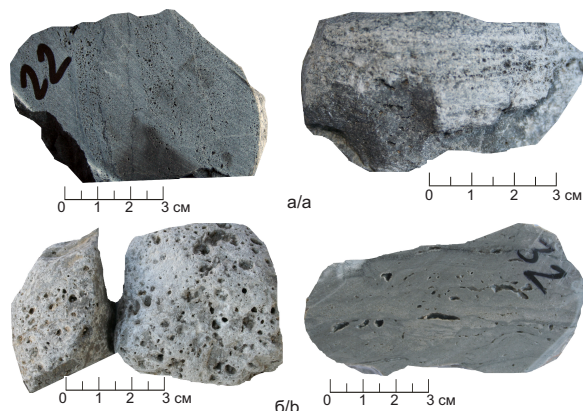


Рис. 5. Пустотное пространство в отложениях венда скв. Восток-3: а – поры в породах котоджинской свиты; б – каверны в породах пойгинской свиты

Fig. 5. Void space in the Vendian sediments of well Vostok-3: a are the pores in the rocks of kotodzhinskaya suite; b are the cavities in the rocks of poyginskaya suite

Всего на этом уровне в скв. Восток-3, в интервалах глубин от 4962,0 и до 4190,4 м, было испытано семь объектов, в пяти случаях был получен приток пластовых вод дебитом от 8,9 до 33,9 м³/сут.

Райгинская свита в разрезе скв. **Восток-3** характеризуется очень низкими фильтрационно-емкостными свойствами со значениями пористости в целом не более 0,1 % и проницаемости $\leq 0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ [13].

В венд-кембрийском разрезе скважины **Вездеходная-4** выделяются карбонатная (*вездеходная*) и эффузивная (*лисицынская*) толщи, которые заметно различаются по своим литологическим и петрофизическим характеристикам (рис. 4) [15, 36].

Толща эффузивных и вулканогенных пород в интервале 4427,0–3541,5 м сложена сильно измененными разностями, значения пористости и проницаемости матрицы пород составили 0,2–1,0 % и $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ соответственно.

Породы нижней части карбонатного разреза (3541,5–3535,6 м) представлены кристаллическими, крепкими, плотными доломитовыми известняками, переходящими в известковистые доломиты. Значения пористости матрицы составили 0,2–2,0 %, проницаемости – $0,01$ – $0,03 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В отложениях широко развиты трещины до 1,2–5,0 мм толщиной, а также сеть тонких трещинок и стилолитов, выполненных глинистым веществом и расположенных субпараллельно слоистости. Значение проницаемости в направлении, параллельном напластованию, достигает $0,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Такое увеличение, более чем в 10 раз, характерно для коллекторов трещинного типа. В данной пачке, вероятно, развиты крупные открытые трещины, о наличии которых можно косвенно судить по небольшому выходу керна (около 30 %) и по геофизическим данным.

В интервале 3535,6–3500,0 м отложения представлены аргиллитами и алевро-аргиллитами с прослоями песчаников. Значения пористости матрицы небольшие – 0,2–2,9 %, проницаемости – до $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

В интервале 3500,0–3317,0 м отмечаются разнокристаллические пористо-кавернозные доломиты, в них просматривается первичная водорослевая структура. К перекристаллизованным участкам часто приурочены поры и каверны, занимающие от 20 до 40 % площади шлифов. Вследствие частичного заполнения пор новообразованным доломитом величина пустотного пространства значительно сокращена, вплоть до полного исчезновения. Небольшой диаметр соединительных каналов негативно повлиял на сообщаемость пор. В связи с этим породы характеризуются достаточно низкими коллекторскими свойствами: пористость матрицы составила 1,2–3,1 %, проницаемость – $0,01\text{--}2,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Отложения в интервале 3265,0–3252,0 м представлены пористыми перекристаллизованными доломитами. Присутствуют разности с высокими значениями – до 15–20 %, проницаемости матрицы здесь изменяется от 3,3 до $6,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Верхняя часть карбонатного разреза (инт. 3252,0–3106,4 м) сложена пористыми и кавернозными доломитами. В целом в отложениях имел место многостадийный процесс выщелачивания и заполнения пор, в результате которого сообщаемость пор и каверн стала осуществляться по тонким (0,01–0,02 мм толщиной) микротрещинам. В свою очередь, такая изолированность пустот определила относительно низкие ФЕС. Значения пористости матрицы в отложениях колеблются от 0,9 до 3,7 %, в среднем 1,5–2,5 %, а проницаемости – от 0,02 до $0,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и крайне редко – 0,6 и $0,9 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Лишь в доломитах в интервале 3239,0–3235,0 м пористость достигает 3,6–7,2 %.

Таким образом, согласно литологическим и петрофизическим исследованиям, данным о низком выходе керна и интенсивном поглощении промышленной жидкости при прохождении рассматриваемых интервалов, можно сделать вывод о развитии в *пойгинской* свите и нижней части *вездеходной* толщи коллекторов преимущественно трещинного и каверново-трещинного типов, а в *котоджинской* свите и верхней части *вездеходной* толщи – каверново-порово-трещинного и каверново-порового типов.

Нижнекембрийские отложения, вскрытые скважинами **Восток-3** и **Восток-1**, согласно данным петрофизических исследований, характеризуются преимущественно низкими ФЕС. Средние значения пористости матрицы составляют доли %, а

проницаемости – $\leq 0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Практически непроницаемые *чурбигинская* и *пайдугинская* свиты, наряду с *райгинской*, могут быть перспективны в качестве флюидоупора для нижележащих доломитов *пойгинской* и *котоджинской* свит, вскрытых скв. **Восток-3** (рис. 6). Низкие коллекторские свойства рассматриваемых толщ обусловлены в первую очередь их неоднородным строением, в котором принимают участие различные типы карбонатных, терригенных, глинистых и смешанных пород, находящихся в разномасштабном переслаивании.

В *чурбигинской* свите, представленной переслаиванием пелитоморфных известняков, известково-глинистых и глинистых пород, фиксируются минимально низкие значения пористости и проницаемости (от 0 до 0,3 %; $\leq 0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$).

Вышележащая *пайдугинская* свита сложена углеродсодержащими тонкослоистыми алевроит-карбонатно-глинистыми породами с крайне низкой емкостью матрицы – 0,1–0,2 %, и проницаемостью – $\leq 0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, за исключением единичного микрит-микробияльного образца с чуть более высокими значениями – 1 % и $0,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Переслаивающиеся, в разной степени седиментационно нарушенные карбонатные и алевроит-карбонатно-глинистые породы *пуджелгинской* свиты характеризуются чуть более высокими значениями пористости по сравнению с подстилающими отложениями – от 0,1 до 0,9 %, и проницаемости – $\leq 0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, несмотря на появление прослоев, обогащенных силикокластикой. Нескольким более высокие значения проницаемости ($0,1\text{--}0,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) фиксируются в интракластовых известковых брекчиях.

В разрезе среднекембрийской *поделгинской* свиты отмечаются интервалы с относительно повышенными показаниями пористости матрицы (0,5–3,4 %), приуроченные к прослоям, обогащенным силикокластикой. Однако значения проницаемости минимальные. Очевидно, что сульфатизация рассматриваемых отложений отрицательно повлияла на их коллекторские свойства.

Кондесская свита в целом имеет обломочно-известняковый состав с менее распространенными прослоями, обогащенными глинистым веществом, доломитом и ангидритом, что отразилось на чуть более высоких в среднем, по сравнению с нижележащими толщами, значениях пористости. Показания пористости изменяются в разрезе от 0,1 до 3,1 %, а проницаемости – от 0 до $2,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Более высокие значения отмечаются в прослоях зернистых оолитовых известняков.

В составе *шеделгинской* свиты принимают участие разнообразные типы пород. Свита подразделяется на две подсвиты. В обеих подсвитах преобладают породы со средней емкостью около 0,2–0,5 % и проницаемостью $\leq 0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Однако отмечаются уровни, распространенные главным образом в верхней подсвите, с более высокими значениями пористости – 0,5–1,8 %, и проница-

емости – $0,2-7,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Данные участки приурочены к зернистым известнякам с примесью силикокластического материала или интракластическим брекчиям. В нижней подсвите их практически нет, что связано, по-видимому, с ее сульфатизацией [16].

Пыжинская свита отличается от подстилающих отложений значительно большей примесью глинистого и алевритоглинистого вещества, что нашло отражение в невысоких значениях пористости и проницаемости матрицы – 0–1 % и $\leq 0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ соответственно. Только в прикро-

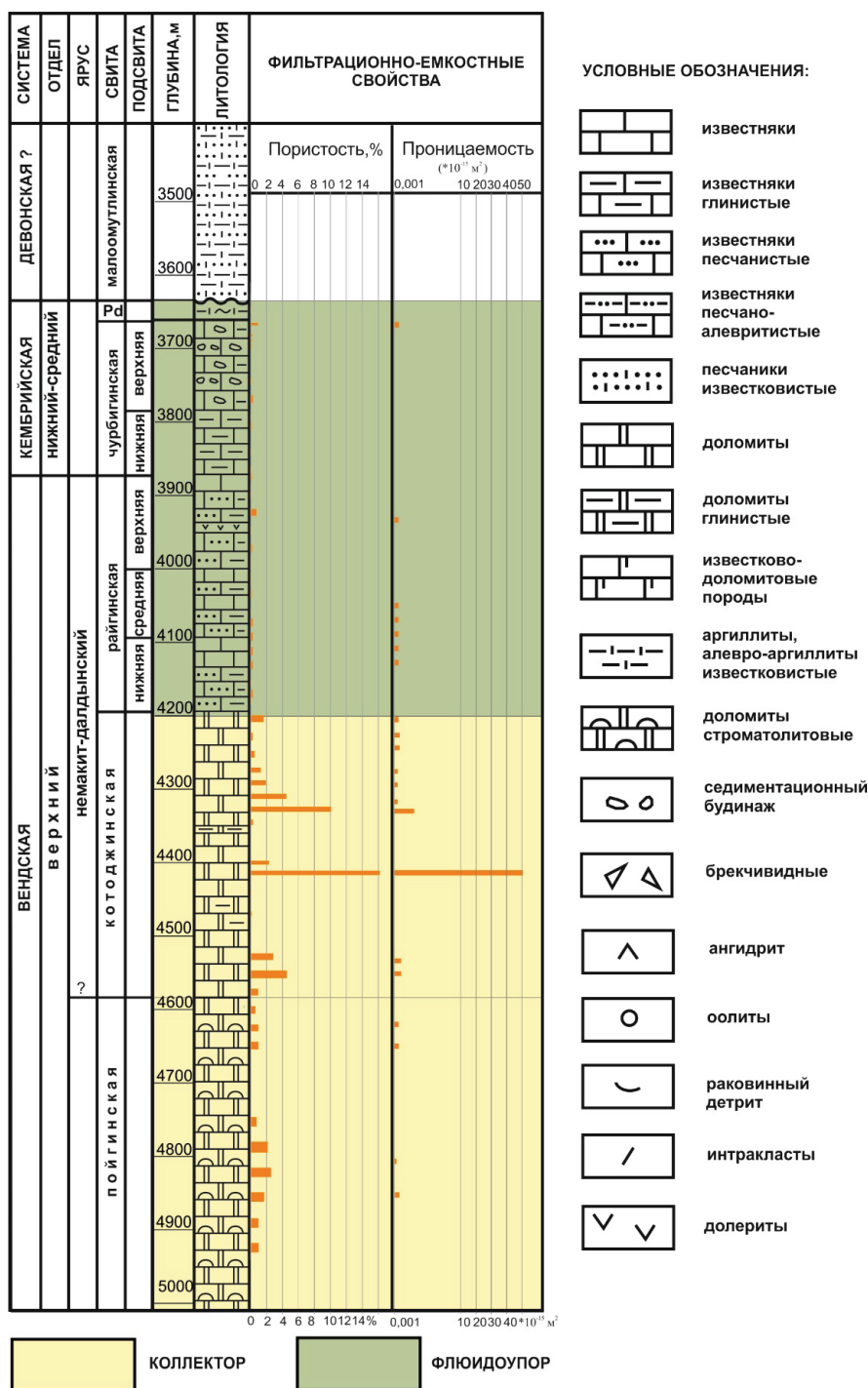


Рис. 6. Коллекторы и флюидоупоры в разрезе скважины Восток-3

Fig. 6. Collectors and confining beds in the section of the well Vostok-3

вельной части свиты в единичных образцах фиксируется некоторое повышение пористости до 1,7–5,0 % и проницаемости до $1,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, что связано, вероятно, с некоторой дезинтегрированностью пород на границе с мезозойским комплексом.

В скважине **Восток-1** всего было испытано девять объектов. Значительный приток пластовой воды был получен в интервалах 2762,0–2758,0 м и 2799,8–2776,8 м и приурочен к зоне контакта с мезокайнозойским осадочным чехлом. Остальные объекты оказались «сухими».

Таким образом, в венд-кембрийской части разреза по петрофизическим и литологическим данным в качестве коллекторов можно рассматривать доломиты *пойгинской*, *котоджинской* свит и *вездеходной* толщи. Карбонатно-глинистые отложения *райгинской*, *чурбигинской* и *пайдугинской* свит могут выступать в качестве флюидоупоров (рис. 6).

В кембрийской части разреза скважины **Восток-1** выделяются несколько проницаемых уровней разделенных многочисленными непроницаемыми пластами карбонатно-терригенных и карбонатно-эвапоритовых пород. В качестве коллекторов выступают прослои зернистых карбонатных типов в составе *поделгинской*, *кондесской* и *шеделгинской* свит. Общим региональным флюидоупором служат отложения *пыжинской* свиты, в этой части бассейна ее мощность достигает 600 м (рис. 7).

В скважине **Восток-4** наилучшими коллекторскими свойствами обладают породы нижней подсвиты *оксымской* свиты в инт. 5100,0–4953,0 м (рис. 8). Породы в основном представлены пористыми, кавернозными и трещиноватыми доломитами. На некоторых уровнях трещиноватость проявлена настолько сильно, что керн фрагментирован на обломки 0,5–2,0 см параллельно наложению, в результате породы приобретают тонкоплитчатый облик. Для биоморфных (строматолитовых) типов доломитов *оксымской* свиты характерны неравномерно развитые пористость и кавернозность. Кавернозность может достигать 10–20 %, в исключительных случаях – 30–50 % от объема породы (инт. 5015,5–5009,6 м).

В пределах нижней подсвиты *оксымской* свиты пористость матрицы кавернозных доломитов варьирует от 5,8 до 11,4 %, проницаемость изменяется от $1,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $124,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают кавернозные доломиты интервалом 5024,0–5009,6 м с максимальными значениями пористости 8,2–11,4 % и проницаемости $165,5\text{--}240,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Таким образом, сочетание порово-кавернового коллектора, фильтрационно-емкостные свойства которого подтверждены количественными лабораторными методами, с трещинным позволяет рассматривать нижнюю подсвиту *оксымской* свиты как потенциальный коллектор углеводородов – самый перспективный в домезозойской части разреза скв. **Восток-4**. Фильтрационно-емкостные свойства образцов верхней подсвиты *оксымской* свиты

характеризуются малой пористостью и проницаемостью.

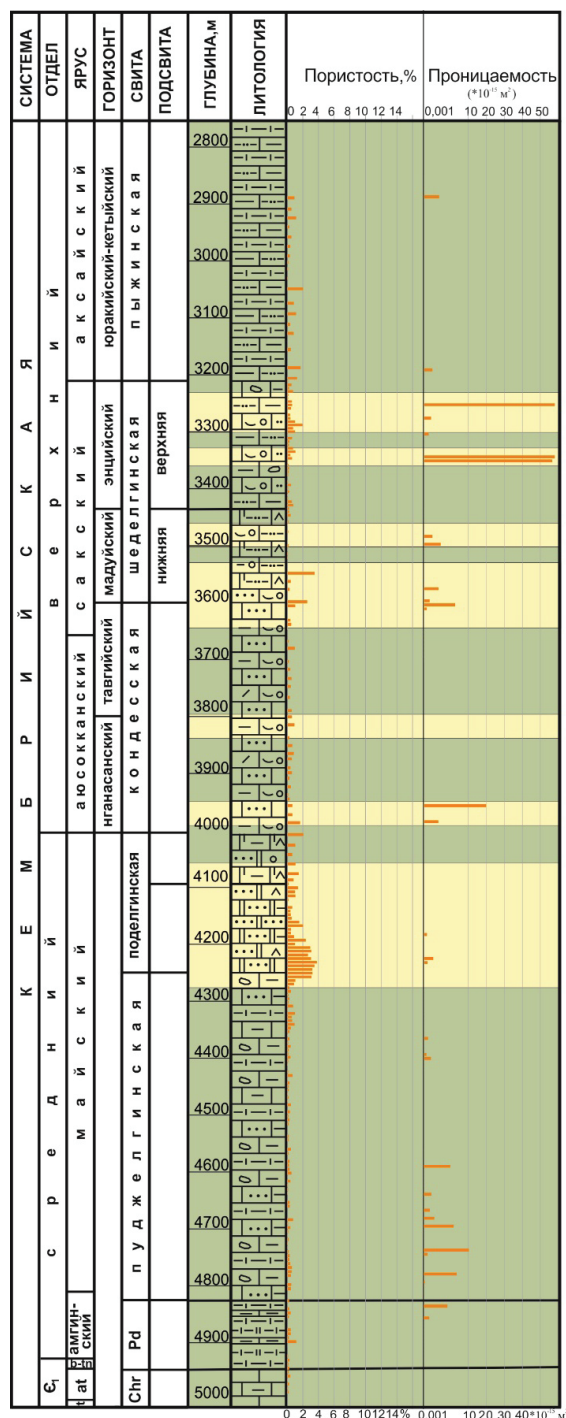


Рис. 7. Коллекторы и флюидоупоры в разрезе скважины **Восток-1** (условные обозначения см. на рис. 6)

Fig. 7. Collectors and confining beds in the section of the well **Vostok-1** (see legend in Fig. 6)

В параметрической скважине **Восток-4** в *оксымской* свите было испытано 3 объекта в интервалах глубин 5036,0–5028,0 и 4996,0–4993,0 м. В результате был получен приток пластовой воды, максимальный дебит которого составил 15,2 м³/сут.

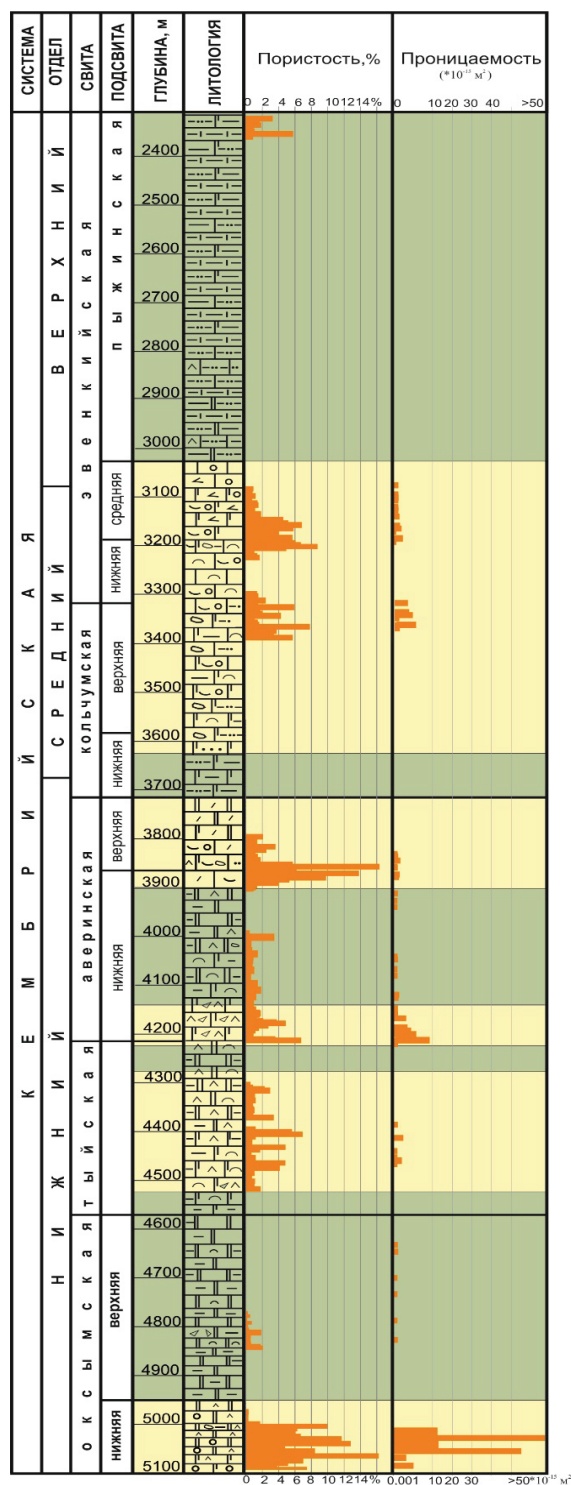


Рис. 8. Коллекторы и флюидоупоры в разрезе скважины Восток-4 (условные обозначения см. на рис. 6)

Fig. 8. Collectors and confining beds in section of the well Vostok-4 (see legend in Fig. 6)

Залегающая выше тейская свита характеризуется неоднородностью состава и разнообразием структурных признаков, что находит отражение в фильтрационно-емкостных свойствах пород. В нижней части свиты преобладают седиментационные

ангидритовые и карбонатно-ангидритовые брекчии, а в верхней – градиционно-слоистые глинисто-доломит-ангидритовые породы. Доминирующие значения пористости матрицы пород не превышают 1 %. В малой доле образцов значения составляют от 1 до 6,6 %. Проницаемость испытанных образцов мала, преобладают значения $<0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Иногда они находятся в пределах $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, единично достигают значения $2,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и $4,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Наличие многочисленных прослоев с порами и кавернами выщелачивания в зернистых доломитах свиты, отмечаемых в керновом материале в скв. Лемок-1 и Восток-4, указывает на высокую потенциальную возможность формирования здесь коллекторов порового типа. А прослой глинисто-доломит-ангидритовых пород в составе свиты можно рассматривать как неоднородный по качеству и мощности флюидоупор сульфатно-карбонатного, глинисто-карбонатно-сульфатного состава [16].

Аверинская свита в литологическом отношении состоит из двух существенно различающихся частей, что отчетливо выражено в облике и физических свойствах пород. В нижней части преобладают брекчии ангидрит-известково-доломитового состава. Выше по разрезу отмечаются пакеты переслаивания тонкослоистых глинисто-известковых, микритовых, микритово-зернистых и строматолитовых доломитов.

Породы нижней части аверинской свиты обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Минимальное значение пористости матрицы составляет 0,24 %, максимальное достигает 3,4 и 4,5 %. Проницаемость не превышает $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Однако присутствие брекчий и наличие тектонизированных зон указывает на высокую потенциальную возможность формирования трещинно-кавернозного коллектора углеводородов в нижней части разреза свиты.

Верхнеаверинская подсвита неоднородна по фильтрационно-емкостным свойствам. Для зернистых карбонатных пород преобладающие значения пористости не превышают 1–3 %, иногда они составляют 5,8 %. Проницаемость образцов по петрофизическим данным мала, подавляющее большинство значений составляют $0,06–0,38 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Максимально высокое значение пористости матрицы зафиксировано в комковато-обломочных доломитах – 9,4–15,9 %, что связано с выщелачиванием пород по межзерновому пространству. Здесь значения проницаемости матрицы достигают $1,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Значения пористости, согласно результатам интерпретации ГИС, в этих участках составляют в среднем около 15 %, редко достигая 25 %. В верхней части толщи, в перекристаллизованных биотурбированных доломитах, проницаемость пород достигает значений до $3,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

В колючумской свите значения пористости матрицы изменяются в диапазоне 0,3–6,2 %, проницаемости – $0,1–3,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. В составе свиты, по данным ГИС, в интервале 3545,0–3450,0 м выде-

ляется три пласта со средними значениями пористости 15 %, 18 %, 35–38 %, эти же данные свидетельствуют о развитии преимущественно порового типа коллектора. При испытании пластов в интервале 3532,0–3520,0 м и совместном испытании пластов в интервалах 3532,0–3520,0 м и 3503,0–3487,0 м был получен приток минерализованной воды. Максимальный дебит составил 98 м³/сут.

В *эвенкийской* свите коллектор сложен оолито-во-комковатыми, сгустковыми известняками, пертерпевшими доломитизацию. Значения пористости изменяются от 0,8 до 5,4 %, составляя в среднем около 3 %. Пустотное пространство имеет межзерновую и межкристаллическую природу. В известняках неравномерно встречаются округлые фенестры размером до 3 мм прозрачного кристаллического кальцита, в центральных частях которых наблюдается межкристаллическое пустотное пространство. Для пород характерна неравномерная пропитка тонкодисперсным битуминозным веществом. Породы монолитные, трещиноватость для них не характерна, изредка происходит фрагментация зерна по поверхностям крупных стилолитов. Значения пористости, согласно результатам интерпретации ГИС, составляют в среднем около 5–8 %. Эти же данные говорят о преимущественно трещинно-каверновом и каверновом типах коллектора пластов резервуара. Испытанию была подвергнута только верхняя половина свиты (3048,0–3026,0 м), где получен приток минерализованной воды с максимальным дебитом 4,5 м³/сут.

В результате проведенных исследований в скважине **Восток-4** выделяются 5 уровней коллекторов, разделенных флюидоупорами: *нижнеоксымский*, выделенный в призабойной части скважины, наиболее перспективный в домезозойской части разреза скв. **Восток-4**, флюидоупором служат отложения *верхнеоксымской* и нижней части *тыйской* свит, общей мощность около 800 м; *тыйский*, ограниченный прослоями глинисто-доломит-ангидритовых пород в составе свиты; *нижнеаверинский*, выделенный в нижней части *аверинской* свиты, флюидоупором служат отложения верхней части *аверинской* свиты; и последний, состоящий из проницаемых интервалов в составе *верхнекольчумской* и *нижне-среднеэвенкийских* подсвит. Общим флюидоупором для всех выделенных пород-коллекторов могут служить перекрывающие отложения *пыжинской* свиты, в этой части бассейна ее мощность достигает 800 м (рис. 8).

Выявленные уровни в кембрийской части разреза имеют литологическую и фаціальную выдержанность, что подтверждается по результатам интерпретации геофизических данных, и прослеживаются в разрезах скважин **Лемок-1**, **Аверинская-150** и **Тыйская-1**.

В скважине **Лемок-1** значения пористости пород находятся в пределах 1–20 % (основная масса – 1–10 %), а проницаемости – от 0,01 до 1·10⁻¹⁵ м²,

хотя в отдельных прослоях установлены и значения 10–1000·10⁻¹⁵ м². В основном породы в этих интервалах представлены зернистыми пористыми и кавернозными доломитами. Кроме того, по данным исследователей [11, 13, 22 и др.] в разрезе скважины **Лемок-1** на глубинах 2120,0 м и 2190,0 м (низ *эвенкийской* свиты или ее аналогов) в керне была зафиксирована «живая» нефть. В интервалах 2900,0 м (*аверинская* свита) и 3180,0–3130,0 м (приграничный уровень *аверинской* и *тыйской* свит) был зафиксирован запах нефти, а хлороформенная экстракция показала достаточно высокие содержания хлороформенных битумоидов. Пористость матрицы пород в этих участках достигает 12 %. Исследование образцов, нафтидов, выделенных из нефтенасыщенных горизонтов, показало, что это нефти, которые не подверглись биодеградации. Флюидоупорами для рассмотренных выше коллекторских горизонтов служат плохо проницаемые сульфатсодержащие породы – аналоги *эвенкийской* свиты, и сульфатно-карбонатные породы – аналоги *аверинской* свиты.

Все перечисленные отложения сформировались в мелководном морском бассейне, имевшем весьма широкое распространение. Литологическая и фаціальная выдержанность разреза на значительных территориях подтверждается и по результатам сейсмических исследований. Поэтому есть все основания считать, что рассмотренные выше резервуары в кембрийском разрезе и охарактеризованные в скв. **Восток-4** имеют широкое распространение. Таким образом, можно говорить о наличии во вскрытом разрезе скв. **Лемок-1** двух достаточно мощных (до 50 м) горизонтов пород-коллекторов, перекрытых надежными флюидоупорами [16].

Исследование коллекторских свойств пород скв. **Аверинская-150** показало, что значения пористости матрицы изменяются от 0,3 до 2,7 %, проницаемости – от 0,06 до 0,1·10⁻¹⁵ м². Максимальные значения ФЕС приурочены к горизонтам *бельской* свиты (инт. 2824,0–1930,0 м), здесь они достигают значений 18,0–19,6 %, а проницаемости – 7,1–7,9·10⁻¹⁵ м². Отмечаемые породные ассоциации аналогичны таковым в *верхнеоксымской* подсвите скважины **Восток-4**. Прослои представлены зернистыми микрит-микробиальными, комковатыми, водорослевыми известняками с колониальными структурами сине-зеленных водорослей (типа *Renalcis*) и темно-коричневыми строма-толитовыми известняками [16].

Исследование коллекторских свойств пород скв. **Тыйская-1** показало, что вскрытая 500-метровая кембрийская толща (аналоги *тыйской* и *аверинской* свит) имеет горизонты с удовлетворительными ФЕС. При среднем значении пористости 1–6 % в разрезе выделяются интервалы со значениями этого параметра до 10–20 % и выше [7].

Судя по литологическим, петрофизическим исследованиям и данным ГИС скважин **Восток-1**, **4** и **Лемок-1**, флюидоупорные свойства пород *пыжин-*

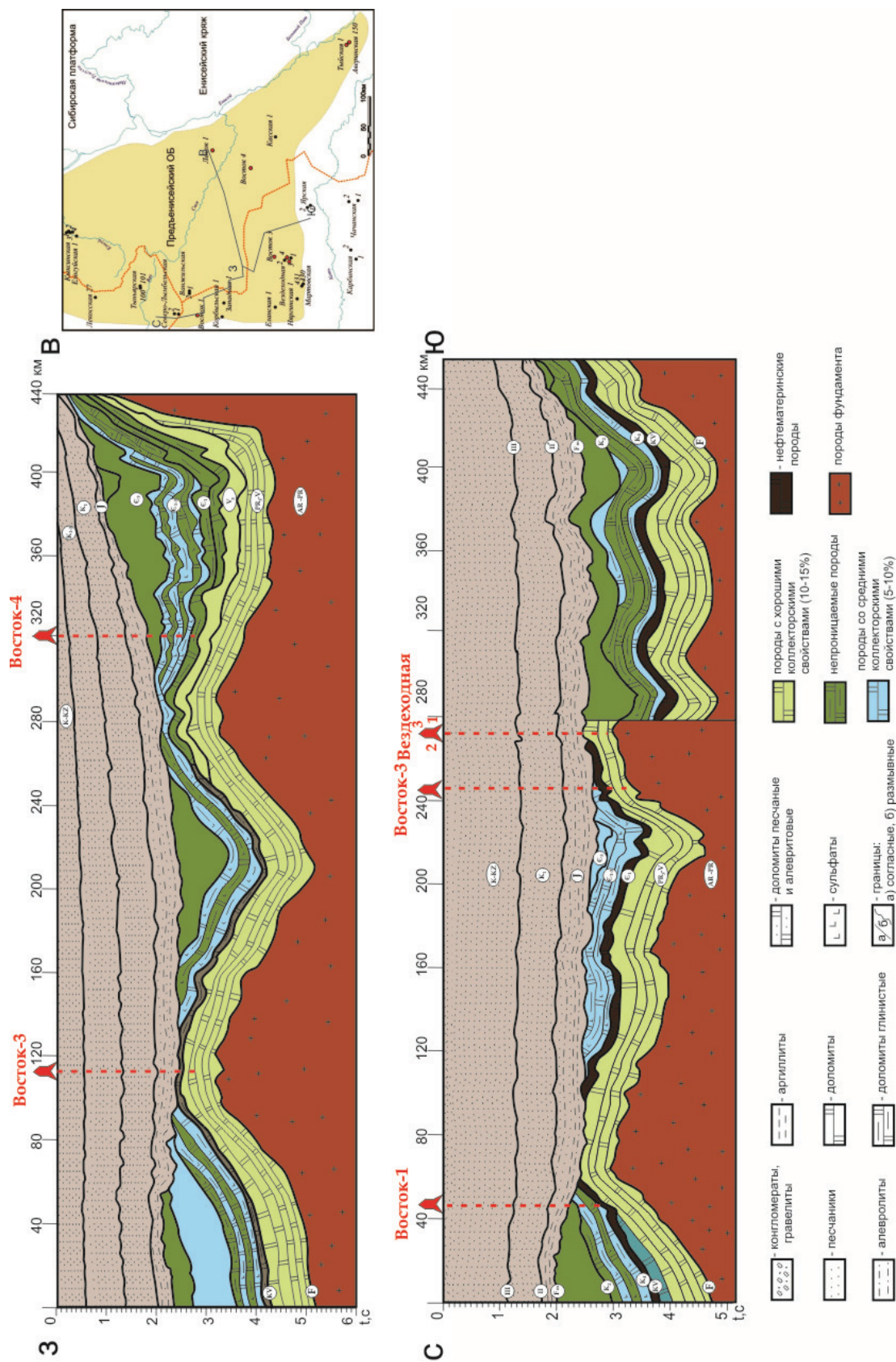


Рис. 9. Разрез потенциально нефтегазоносных венд-кембрийских отложений Предъенисейского бассейна [по материалам 10–16]
Fig. 9. Section of potential oil and gas reservoirs in the Vendian-Cambrian deposits of the Predyensey basin [by 10–16]

ской свиты довольно стабильны по всей мощности. Учитывая эти факторы, свиту можно рассматривать в качестве регионального флюидоупора.

Выводы

Основные результаты исследования венд-кембрийских отложений, вскрытых параметрическими скважинами в южной части Предьенисейской нефтегазоносной субпровинции, сводятся к следующему:

1. Наилучшие ФЕС наблюдаются в биоморфных и зернистых карбонатных породах (*пойгинской, котоджинской, вездеходной, нижнеоксмынской, шеделгинской, кольчумской и эвенкийской свит*), сформированных в обстановках отмелей и слабо выраженных межбаровых депрессий в рамках карбонатного шельфа.
2. Пустотное пространство потенциальных коллекторов отличается сложностью и неравномерностью распространения пор, каверн и тре-

щин. Интенсивно проявившиеся вторичные процессы запечатывания первичных пустот доломитом, галитом и ангидритом привели к тому, что первично высокопористые породы частично утратили свою емкость. Процессы перекристаллизации, выщелачивания и стилолитизации обеспечили развитие дополнительных видов пустот. Характер проявления постседиментационных процессов в вендских отложениях предопределил преимущественное развитие каверново-порового и каверново-порово-трещинных типов коллекторов; в кембрийских отложениях – коллекторов порового, порово-каверново-трещинного и трещинно-порового типов.

3. Литологическая и фациальная выдержанность рассматриваемого разреза позволяет считать, что выделенные коллекторы и флюидоупоры имеют широкое распространение на всей территории исследования (рис. 9).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шатский Н.С. Проблемы нефтеносности Сибири // Нефтяное хозяйство. – 1932. – Т. 24. – № 9. – С. 131–140.
2. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / под ред. Н.Н. Ростовцева. – М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 1958. – 391 с.
3. Палеозой юга Западно-Сибирской равнины / О.И. Богущ, В.С. Бочкарев, О.В. Юферев. – Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1975. – 44 с.
4. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
5. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, О.Г. Жеро. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
6. Дашкевич Н.Н., Каштанов В.А. Платформенные отложения палеозоя и подсолоневые комплексы докембрия левобережья р. Енисей – новый объект нефтегазопроисковых работ // Доклады АН СССР. – 1990. – Т. 315. – № 5. – С. 1187–1191.
7. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений левобережья р. Енисей (Тыйская параметрическая скважина) / В.А. Каштанов, А.И. Варламов, В.П. Данилова, Н.Н. Дашкевич, А.С. Ефимов, В.И. Ильина, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, К.Л. Пак, Ю.Ф. Филиппов, Л.Д. Чунихина. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1995. – 52 с.
8. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири / Е.А. Елкин, В.И. Краснов, Н.К. Бахарев, Е.В. Белова, В.Н. Дубатов, Н.Г. Изох, А.Г. Клец, А.Э. Конторович, Л.Г. Перегудов, Н.В. Сенников, И.Г. Тимохина, В.Г. Хромых. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. – 163 с.
9. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности кембрия и верхнего протерозоя юго-востока Западной Сибири / А.Э. Конторович, А.С. Ефимов, В.А. Кригин, А.В. Хоменко, Л.Г. Гилинская, В.П. Данилова, В.Н. Меленевский, Е.А. Костырева, Е.Н. Махнева, Н.Т. Юдина // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41. – № 12. – С. 1615–1636.
10. Предьенисейская нефтегазоносная область – новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, Ю.Ф. Филиппов, С.Ю. Беляев, В.А. Каштанов, А.В. Хоменко, Л.М. Бурштейн, В.И. Вальчак, А.С. Ефимов, А.А. Конторович, В.Н. Петров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 9–23.
11. Новый тип разреза кембрия в восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток-1) / А.Э. Конторович, А.И. Варламов, В.Г. Емешев, А.С. Ефимов, А.Г. Клец, А.В. Комаров, В.А. Конторович, И.В. Коровников, С.В. Сараев, Ю.Ф. Филиппов, И.В. Вараксина, В.Н. Глинских, В.А. Лучинина, Н.В. Новожилова, Т.В. Петель, Н.В. Сенников, А.В. Тимохин // Геология и геофизика. – 2008. – Т. 49. – № 11. – С. 1119–1128.
12. Разрез венда восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток-3) / А.Э. Конторович, А.И. Варламов, Д.В. Гражданкин, Г.А. Карлова, А.Г. Клец, В.А. Конторович, С.В. Сараев, А.А. Терлеев, С.Ю. Беляев, И.В. Вараксина, А.С. Ефимов, Б.Б. Кочнев, К.Е. Наговицин, А.А. Постников, Ю.Ф. Филиппов // Геология и геофизика. – 2008. – Т. 49. – № 12. – С. 1238–1247.
13. Геохимия органического вещества кембрия Предьенисейской субпровинции (по результатам бурения скважин Восток-1 и Восток-3) / А.Э. Конторович, Е.А. Костырева, С.В. Сараев, В.Н. Меленевский, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 6. – С. 737–750.
14. Разрез кембрия в восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы (по результатам бурения параметрической скважины Восток-4) / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, И.В. Коровников, С.В. Сараев, Н.В. Сенников, Ю.Ф. Филиппов, А.И. Варламов, А.С. Ефимов, Ю.А. Филиппов, А.А. Постников, А.А. Терлеев, Г.А. Карлова, К.Е. Наговицин, Д.А. Токарев, Т.П. Батурина, И.А. Губин, Б.Б. Кочнев, Н.В. Новожилова, В.А. Лучинина // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 10. – С. 1273–1284.
15. Филиппов Ю.Ф., Конторович В.А., Сенников Н.В. Новый взгляд на схему стратиграфии палеозоя юго-востока Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2. – С. 7–21.
16. Тумашов И.В. Строение, состав, обстановки формирования резервуаров нефти и газа в венде и кембрии южной части Предьенисейской нефтегазоносной субпровинции: дис. ... канд. геол.-минер. наук. – Новосибирск, 2014. – 206 с.
17. Венд Предьенисейского осадочного бассейна (юго-восток Западной Сибири) / Д.В. Гражданкин, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Сараев, Ю.Ф. Филиппов, А.С. Ефимов, Г.А. Карлова, Б.Б. Кочнев, К.Е. Наговицин, А.А. Терлеев,

- Г.О. Федянин // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 4. – С. 718–734.
18. Biogeochemistry of the neoproterozoic organic matter in the south-east of the Siberian Platform / A.E. Kontorovich, I. Timoshina, P. Sobolev, K. Nagovitsin // Organic Geochemistry: Trends for the 21st Century: Book of Abstracts of the Communications presented to the 26th International Meeting on Organic Geochemistry. – Costa Adeje, Tenerife, Spain, September 15–20, 2013 – V. 2. – P. 255–256.
19. Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena-Anabar Basin and north-western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform / K.E. Nagovitsin, V.I. Rogov, V.V. Marusin, G.A. Karlova, A.V. Kolesnikov, N.V. Bykova, D.V. Grazhdankin // Precambrian Research. – 2015. – V. 270. – P. 226–245.
20. Grazhdankin D., Maslov A. The room for the Vendian in the Standard Global Chronostratigraphic Chart // 2nd International Congress on Stratigraphy (STRATI 2015). – Graz, Austria, 19–23 July 2015. – P. 141.
21. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.
22. Решения четвёртого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – 64 с.
23. Тумашов И.В. Литология венд-нижекембрийских отложений Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции (по результатам бурения параметрических скважин Восток-1, 3, 4) // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 99–104.
24. Folk R.L. Practical petrographic classification of limestone // Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. – 1959. – V. 43. – № 1. – P. 1–38.
25. Dunham R. Classification of carbonate rocks according to depositional texture // Bull. Amer. Petrol. – 1962. – Mem. 1. – P. 108–121.
26. Monty C.L.V. Distribution and structure of recent siromalolitic algal mats. Eastern Andros Island, Bahamas // Ann. Soc. Geol. Belg. Bull. – 1967. – V. 90. – № 1/3. – P. 55–100.
27. Wilson J.L. Carbonate Facies in Geologic History. – New York: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1975. – 471 p.
28. Burne R.V., Moore L.S. Microbialites: organosedimentary deposits of benthic microbial communities // Palaios. – 1987. – V. 2. – P. 241–254.
29. Flügel E. Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application. Second Edition. – Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010. – 1006 p.
30. Bjorlykke K. Relationships between depositional environments, burial history and rock properties. Some principal aspects of diagenetic process in sedimentary basins // Sedimentary Geology. – 2014. – V. 301. – P. 1–14.
31. Characterization and origin of permeability-porosity heterogeneity in shallow-marine carbonates: from core scale to 3D reservoir dimension (Middle Jurassic, Paris Basin, France) / B. Brigaud, B. Vincent, C. Durlot, J. Deconinck, E. Jobard, N. Pickard, B. Yven, P. Landrein // Marine and Petroleum Geology. – 2014. – V. 57. – P. 631–651.
32. Thomson D., Rainbird R.H., Dix G. Architecture of a Neoproterozoic intracratonic carbonate ramp succession: Wynnatt Formation, Amundsen Basin, Arctic Canada // Sedimentary Geology. – 2014. – V. 299. – P. 119–138.
33. Sedimentology of an early Cambrian tide-dominated embayment: Quyu formation, Victoria Island, Arctic Canada / A.M. Durban, B.R. Pratt, T. Hadlari, K. Dewing // Sedimentary Geology. – 2015. – V. 320. – P. 1–18.
34. Gao Z., Fan T. Carbonate platform-margin architecture and its influence on Cambrian-Ordovician reef-shoal development, Tarim Basin, NW China // Marine and Petroleum Geology. – 2015. – V. 68. – P. 291–306.
35. Багринцева К.И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 231 с.
36. Геологическое строение доюрского основания Западно-Сибирской плиты в пределах Кеть-Тымского междуречья / Г.Д. Исаев, С.Н. Макаренко, М.Е. Раабен, В.И. Биджаков, И.И. Коптев. – Новосибирск: Новосибирский гос. ун-т, 2003. – 34 с.

Поступила 06.09.2016 г.

Информация об авторах

Тумашов И.В., кандидат геолого-минералогических наук, младший научный сотрудник лаборатории седиментологии Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук.

Вараксина И.В., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук.

UDC 553.98.061.12/17

COLLECTORS AND CONFINING BEDS IN DEPOSITS OF THE VEND AND CAMBRIAN AT THE PREDYENISEY OIL-AND-GAS AREA (THE SOUTHEAST OF WEST SIBERIA)

Igor V. Tumashov¹,
TumashovIV@ipgg.nsc.ru

Irina V. Varaksina¹,
VaraksinaIV@ipgg.nsc.ru

¹ Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3, Koptug avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

The relevance of research. For the first time five potential levels of oil-and-gas collectors and confining beds have been identified in the Vendian-Cambrian section of the Predyenisey oil-and-gas area. These results were obtained by the detailed lithological studies of borehole cores (the Averinskaya-150; Vezdehnaya-3,4; Vostok-1,3,4; Lemok-1) and generalization of the actual geological and geophysical information about the region. These wells were drilled in the southern part of the Predyenisey sedimentary basin.

The main aim of the study is to determine scientific directions of searching for oil and gas fields in the territory of the Predyenisey oil-and-gas area.

The methods used in the study: detailed description of core boreholes, petrographic study of the rocks, genetic analysis of various types of sediments and clarification of the conditions of their sedimentation, analysis of GIS results, paleontological studies, temporary seismic sections, study of the void space of rocks in cores and thin sections, analysis of the results of testing wells and reservoir properties, establishment of relationship between lithological features of the rocks and their reservoir properties.

The results. The authors identified that formations of stromatolite laminites and grapestones have the best primary reservoir properties. Postsedimentary changes appeared most intensively in these rocks that promoted formation of the cavity-fracture reservoir rocks. Five potential oil and gas reservoirs in the Vendian-Cambrian section were determined.

Key words:

Predyenisey oil-and-gas area, reservoirs, collectors, confining beds, Vend-Cambrian deposits.

REFERENCES

- Shatskiy N.S. Problemy neftenosnosti Sibiri [Problems of oil potential of Siberia]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 1932, vol. 24, no. 9, pp. 131–140.
- Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskoy nizmennosti [Geology and petroleum potential of the West Siberian Plain]. Ed. by N.N. Rostovtsev. Moscow, State scientific and technical publishing house of literature on the ecology and conservation of resources, 1958. 391 p.
- Bogush O.I., Bochkarev V.S., Yuferev O.V. *Paleozoy yuga Zapadno-Sibirskoy ravniny* [Paleozoic of the south of West Siberian plain]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1975. 44 p.
- Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. *Geologiya nefti i gaza Sibirskoy Platformy* [Geology of oil and gas of the Siberian Platform]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 552 p.
- Surkov V.S., Zhernov O.G. *Fundament i razvitie platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity* [The base and development of the platform cover of the West Siberian Plate]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 143 p.
- Dashkevich N.N., Kashtanov V.A. Platformennye otlozheniya paleozoya i podsolevye komplekсы dokembriya levoberezhya r. Enisey – novy obekt neftegazoposkovykh rabot [Platform deposits of Paleozoic and sub-salt complexes of the Precambrian on the left bank of the Yenisei river – new object of oil and gas exploration]. *Reports of the AN SSSR*, 1990, vol. 315, no. 5, pp. 1187–1191.
- Kashtanov V.A., Varlamov A.I., Danilova V.P., Dashkevich N.N., Efimov A.S., Ilina V.I., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Pak K.L., Filippov Yu.F., Chumikhina L.D. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti paleozoyskikh otlozheniy levoberezhya r. Enisey (Tyiskaya parametricheskaya skvazhina)* [Geological structure and petroleum potential of Paleozoic deposits of the left bank of the Yenisei river (Tyiska parametric well)]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 1995. 52 p.
- Elkin E.A., Krasnov V.I., Bakharev N.K., Belova E.V., Dubatov V.N., Izokh N.G., Klets A.G., Kontorovich A.E., Peregoedov L.G., Sennikov N.V., Timokhina I.G., Khromykh V.G. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Paleozoy Zapadnoy Sibiri* [Stratigraphy of petroleum basins of Siberia. The Paleozoic of Western Siberia]. Novosibirsk, GEO SO RAN Publ., 2001. 163 p.
- Kontorovich A.E., Efimov A.S., Krinin V.A., Khomenko A.V., Gilinskaya L.G., Danilova V.P., Melenevskiy V.N., Kostyreva E.A., Makhneva E.N., Yudina N.T. Geological and geochemical preconditions of oil and gas potential of the Upper Proterozoic and Cambrian southeast of Western Siberia. *Geologiya i geofizika*, 2000, vol. 41, no. 12, pp. 1615–1636. In Rus.
- Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Filippov Yu.F., Belyaev S.Yu., Kashtanov V.A., Khomenko A.V., Burshteyn L.M., Valchak V.I., Efimov A.S., Kontorovich A.A., Petrov V.N. The Predyenisey oil-and-gas area is a promising new object of oil and gas exploration in Siberia [Geologiya, geofizika i razrabotka nefteanykh i gazovykh mestorozhdeniy], 2006, no. 5–6, pp. 9–23. In Rus.
- Kontorovich A.E., Varlamov A.I., Emeshev V.G., Efimov A.S., Klets A.G., Komarov A.V., Kontorovich V.A., Korovnikov I.V., Saraev S.V., Filippov Yu.F., Varaksina I.V., Glinskikh V.N., Luchina V.A., Novozhilova N.V., Petel T.V., Sennikov N.V., Timokhin A.V. A new type section of the Cambrian in the Eastern part of West Siberian plate (based on the results of drilling the parametric well Vostok-1). *Geologiya i geofizika*, 2008, vol. 49, no. 11, pp. 1119–1128. In Rus.
- Kontorovich A.E., Varlamov A.I., Grazhdankin D.V., Karlova G.A., Klets A.G., Kontorovich V.A., Saraev S.V., Terlev A.A., Belyaev S.Yu., Varaksina I.V., Efimov A.S., Kochnev B.B., Nagovitsyn K.E., Postnikov A.A., Filippov Yu.F. A section of the Vendian of the Eastern part of West Siberian plate (based on the results of drilling the parametric well Vostok-3). *Geologiya i geofizika*, 2008, vol. 49, no. 12, pp. 1238–1247. In Rus.

13. Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Saraev S.V., Melenevskiy V.N., Fomin A.N. Geochemistry of organic matter of the Cambrian of the Predyenisey oil-and-gas subprovince (based on the results of drilling wells Vostok-1 and Vostok-3). *Geologiya i geofizika*, 2011, vol. 52, no. 6. pp. 737–750. In Rus.
14. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Korovnikov I.V., Saraev S.V., Sennikov N.V., Filippov Yu.F., Varlamov A.I., Efimov A.S., Filiptsov Yu.A., Postnikov A.A., Terleev A.A., Karlova G.A., Nagovitsyn K.E., Tokarev D.A., Baturina T.P., Gubin I.A., Kochnev B.B., Novozhilova N.V., Luchinina V.A. The section of the Cambrian in the eastern part of the West Siberian geosyncline (based on parametric drilling well Vostok-4). *Geologiya i geofizika*, 2012, vol. 53, no. 10, pp. 1273–1284. In Rus.
15. Filippov Yu.F., Kontorovich V.A., Sennikov N.V. A new look at the scheme of stratigraphy of the Paleozoic of the South-East of Western Siberia. *Geologiya i mineralno-syirevye resursy Sibiri*, 2014, no. 2. pp. 7–21. In Rus.
16. Tumashov I.V. *Stroenie, sostav, obstanovki formirovaniya rezervuarov nefi i gaza v vende i kembrii yuzhnoy chasti Predeniseyskoy neftegazonosnoy subprovintsii*. Dis. Kand. nauk [Structure, composition, conditions of formation of oil and gas reservoirs in the Vendian and Cambrian of the southern Predyenisey oil-and-gas subprovince. Cand. Diss.]. Novosibirsk, 2014. 206 p.
17. Grazhdankin D.V., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Saraev S.V., Filippov Yu.F., Efimov A.S., Karlova G.A., Kochnev B.B., Nagovitsyn K.E., Terleev A.A., Fedyanin G.O. Vend of Predyenisey sedimentary basin (South-East of Western Siberia). *Geologiya i geofizika*, 2015, vol. 56, no. 4, pp. 718–734. In Rus.
18. Kontorovich A.E., Timoshina I., Sobolev P., Nagovitsyn K. Bio-geochemistry of the neoproterozoic organic matter in the south-east of the Siberian Platform. *Organic Geochemistry: Trends for the 21st Century: Book of Abstracts of the Communications presented to the 26th International Meeting on Organic Geochemistry*. Costa Adeje, Tenerife, Spain, September 15–20, 2013. Vol. 2, pp. 255–256.
19. Nagovitsyn K.E., Rogov V.I., Marusin V.V., Karlova G.A., Kolesnikov A.V., Bykova N.V., Grazhdankin D.V. Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena-Anabar Basin and north-western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform. *Precambrian Research*, 2015, vol. 270, pp. 226–245.
20. Grazhdankin D., Maslov A. The room for the Vendian in the Standard Global Chronostratigraphic Chart. *2nd International Congress on Stratigraphy (STRATI 2015)*. Graz, Austria, 19–23 July 2015. pp. 141.
21. Melnikov N.V. *Vend-kembriyskiy solenosny basseyn Sibirskoy platformy (Stratigrafiya, istoriya razvitiya)* [Vendian-Cambrian of the salt basin of the Siberian platform (Stratigraphy, history of development)]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2009. 148 p.
22. *Resheniya chetvertogo Mezhdovedstvennogo regionalnogo stratigraficheskogo soveshchaniya po utocnениyu i dopolneniyu stratigraficheskikh skhem venda i kembriya vnutrennikh rayonov Sibirskoy platformy* [The decisions of the fourth Interdepartmental regional stratigraphic meeting to clarify and supplement the stratigraphic scheme of the Vendian and Cambrian of the inner areas of the Siberian platform]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 1989. 64 p.
23. Tumashov I.V. Lithology of the Vendian-Cambrian deposits of the Predyenisey oil-and-gas subprovince based on the results of drilling the parametric wells Vostok-1,3,4). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 1, pp. 99–104. In Rus.
24. Folk R.L. Practical petrographic classification of limestone. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, 1959, vol. 43, no. 1, pp. 1–38.
25. Dunham R. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *Bull. Amer. Petrol.*, 1962, Mem. 1, pp. 108–121.
26. Monty C.L.V. Distribution and structure of recent siromalolitic algal mats. Eastern Andros Island, Bahamas. *Ann. Soc. Geol. Belg. Bull.*, 1967, vol. 90, no. 1/3, pp. 55–100.
27. Wilson J.L. *Carbonate Facies in Geologic History*. New York, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1975. 471 p.
28. Burne R.V., Moore L.S. Microbialites: organosedimentary deposits of benthic microbial communities. *Palaos*, 1987, vol. 2. pp. 241–254.
29. Flügel E. *Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application*. Second Edition. Berlin, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010, 1006 p.
30. Bjorlykke K. Relationships between depositional environments, burial history and rock properties. Some principal aspects of diagenetic process in sedimentary basins. *Sedimentary Geology*, 2014, vol. 301, pp. 1–14.
31. Brigaud B., Vincent B., Durlet C., Deconinck J., Jobard E., Picard N., Yven B., Landrein P. Characterization and origin of permeability–porosity heterogeneity in shallow-marine carbonates: From core scale to 3D reservoir dimension (Middle Jurassic, Paris Basin, France). *Marine and Petroleum Geology*, 2014, vol. 57, pp. 631–651.
32. Thomson D., Rainbird R.H., Dix G. Architecture of a Neoproterozoic intracratonic carbonate ramp succession: Wynniatt Formation, Amundsen Basin, Arctic Canada. *Sedimentary Geology*, 2014, vol. 299, pp. 119–138.
33. Durbano A.M., Pratt B.R., Hadlari T., Dewing K. Sedimentology of an early Cambrian tide-dominated embayment: Quyuq formation, Victoria Island, Arctic Canada. *Sedimentary Geology*, 2015, vol. 320, pp. 1–18.
34. Gao Z., Fan T. Carbonate platform-margin architecture and its influence on Cambrian-Ordovician reef-shoal development, Tarim Basin, NW China. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, vol. 68, pp. 291–306.
35. Bagrintseva K.I. *Karbonatnye porody – kollektory nefi i gaza* [Carbonate rocks are the reservoirs of oil and gas]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 231 p.
36. Isaev G.D., Makarenko S.N., Raaben M.E., Bidzhakov V.I., Koptev I.I. *Geologicheskoe stroenie doyruskogo osnovaniya Zapadno-Sibirskoy plity v predelakh Ket-Tymskogo mezhdurechya* [Geological structure of the pre-Jurassic base of Western Siberian plate within Ket-Tymsk rivers]. Novosibirsk, NSU Publ., 2003. 34 p.

Received: 6 September 2016.

Information about the authors

Igor V. Tumashov, Cand. Sc., junior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

Irina V. Varaksina, Cand. Sc., senior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.